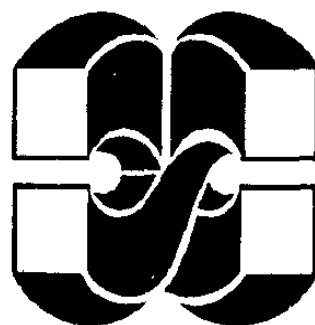


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ

**Национальный Технический Университет
«Харьковский Политехнический Институт»**

Методические указания

**по выполнению экономической
части дипломного проекта (рабо-
ты) по развитию и реконструкции
сетей и системы электроснабже-
ния района города для студентов
всех форм обучения специаль-
ности 7.090602 – Электрические
сети и системы**



Харьков 2008

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
«ХАРЬКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по выполнению экономической части
дипломного проекта (работы) по развитию и реконструкции
сетей и системы электроснабжения района города
для студентов всех форм обучения специальности
7.090602- «Электрические системы и сети»

Затверджено
редакционно-издательским
советом университета,
протокол № 3 от 21.12. 2007

Харьков НТУ «ХПИ» 2008

Методические указания по выполнению экономической части дипломного проекта (работы) по развитию и реконструкции сетей и системы электроснабжения района города для студентов всех форм обучения специальности 7.090602- «Электрические системы и сети». – Харьков: НТУ «ХПИ», 2008 – 30 с.

Рецензент: Борзенко В. И.

Составители: Е. М. Проскурня, И. В. Барбашов

Кафедры: организации производства и управления персоналом;
передачи электрической энергии

ВСТУПЛЕНИЕ

Экономическая часть дипломного проекта должна включать экономические расчеты разработок, выполненных в основной части проекта и содержать необходимые объяснения к ним, а также ссылку на соответствующие литературные источники и нормативные акты.

Методические указания предназначены для расчетов экономической части проектов реконструкции электрических сетей снабжения города или района. В состав расчета могут быть включены: районные и городские сети, подстанции, линии электроснабжения и другие энергетические объекты. Объем экономической части должен составлять 10 –15% общего объема проекта, графическая часть – один лист. В качестве графической части выполняется демонстрационный лист технико-экономических показателей.

В экономической части дипломного проекта выполняются расчеты капитальных и эксплуатационных затрат, а также комплекса технико-экономических показателей, которые характеризуют проектируемый объект. В расчет в общем случае включаются такие разделы: смета, расчет численности персонала, расчет годовых эксплуатационных затрат, а также себестоимости распределения и передачи единицы электроэнергии, основные технико-экономические показатели сооружения и эксплуатации проектируемого объекта.

В экономической части дипломного проекта (работы) по развитию и реконструкции сетей и системы электроснабжения района города необходимо:

1. Дать краткую характеристику реконструируемого объекта
2. Составить сметную стоимость сооружения электросетевых объектов

3. Произвести расчет эксплуатационных расходов и себестоимости передачи и распределения электроэнергии.

Произвести расчет амортизационных отчислений.

Произвести расчет численности персонала и фонда заработной платы.

Произвести расчет затрат на вспомогательные материалы.

Произвести расчет прочих расходов.

4. Произвести расчет себестоимости передачи электрической энергии.

5. Определить технико-экономические показатели сооружения и эксплуатации объектов системы электроснабжения.

6. Определить технико-экономические показатели развития электрической сети.

7. Оформить сводные таблицы.

1. Краткая характеристика объекта

Район города состоит из одного или нескольких микрорайонов. Какова задача реконструкции системы электроснабжения и как она решается? Указать численность населения района. Как осуществляется электроснабжение района города? Какие структурные элементы системы электроснабжения (распределительная сеть, двухтрансформаторные подстанции, внешняя распределительная сеть и внутридомовая распределительная сеть).

2. Сметная стоимость сооружения электросетевых объектов

Расчет сметной стоимости электросетевых объектов системы электроснабжения района города выполняется в виде сводного сметного расчета, имеющего следующие составляющие:

1. Подготовка территории строительства.

Затраты на подготовку территории строительства определяются:

а) для кабельных линий – 1% от затрат на соответствующий объект

строительства;

б) для ПС – 2 %.

2. Основные объекты строительства.

К основным объектам строительства относятся: кабельные линии 0,38 кВ; ТП 10/0,38 кВ; кабельные линии 10 кВ; ПС 110/10 кВ.

Согласно [1] для определения капитальных вложений в систему электроснабжения используют укрупненные показатели стоимости элементов электрических сетей.

Структура капитальных вложений в электросетевые объекты, согласно табл. П.1–4 [3], следующая:

а) кабельные линии 0,38 – 10 кВ

- строительно-монтажные работы – 84 %;
- оборудование – 13 %;
- прочее – 3 %;

б) ТП 10/0,38 кВ;

- строительно-монтажные работы – 55 %;
- оборудование – 41 %;
- прочее – 4 %;

в) открытая ПС 110/10 кВ;

- строительно-монтажные работы – 43 %;
- оборудование – 52 %;
- прочее – 5 %;

Для определения капитальных вложений в элементы системы электроснабжения составляются табл. 1 и 2.

3. Объекты подсобного и обслуживающего назначения. Затраты учитываются только для ПС, куда входят: строительно-монтажные работы; оборудование и прочие.

4 Объекты энергетического хозяйства

Затраты опускаются, так как эти объекты включены в основные объекты строительства.

5. Объекты транспортного хозяйства и связи

Затраты учитываются только для ПС, согласно таблиц П. 5–7[3]

6. Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации и теплотификации

Затраты определяются для ПС согласно таблиц П. 5–7 [3]

7. Благоустройство территории

Затраты учитываются только для ПС. Указанные затраты рассчитывают согласно таблиц П.5–7 [3]

8. Временные здания и сооружения

Затраты учитываются только для ПС 3,9 % от затрат на строительно-монтажные работы по 1–7.

9. Прочие работы и затраты

Затраты определяются как 0,5–1,5 % от затрат по 1–8.

10. Содержание дирекции, технический и авторский надзор

Затраты определяем как 0,7 % от сметной стоимости.

11. Подготовка эксплуатационных кадров

Затраты в сметах не учитываются.

12. Проектные и изыскательские работы

Затраты определяются как 1–3 % от затрат на строительно-монтажные работы по 1–9.

13. Суммы на непредвиденные работы и затраты

Затраты определяются как 3–5 % от затрат по 1–12.

14. Возвратные суммы

Суммы определяются только для ПС как 60 % от затрат по 8.

Необходимо свести результаты в сводный сметный расчет и привести в виде таблицы.

Таблица 2.1 – Капитальные вложения в кабельные линии 0,38 – 10 кВ или другие

Объект	F, мм ²	L _р , км	Удельн. капитальн. вложения, тыс. грн./км	Сумма кап. вложений, тыс. грн.	Капитальные вложения, тыс. грн. 100 %			
					Общие	СМР	Обору- дование	Прочие
КЛ 10 кВ (2 кабеля в траншее)								
КЛ 0,38 кВ (2 кабеля в траншее)								

Таблица 2.2 – Капитальные вложения в ТП 10/0,38кВ и ПС 110/10 кВ или другие

Объект	Количес- тво, шт.	Удельные капитальные вложения, тыс. грн/шт	Сумма капитал. вложений, тыс. грн.	Капитальные вложения, тыс. грн.			
				Общие	СМР	Обору- дование	Прочие
ПС 110/10 кВ (110-2-2х10-10-1)							
ТП 10/0,38 кВ (К-42-400 М4)							
ТП 10/0,38 кВ (К-42-630 М4)							
Итого							

Таблица 2.3 – Сводный сметный расчет

№/	Наименование	Сметная стоимость, тыс. грн.			
		СМР	Оборудование	Прочие	Общая
1	Подготовка территории строительства				
2	Основные объекты строительства				
3	Объекты подсобного и обслуживающего назначения				
4	Объекты энергетического хозяйства				
5	Объекты транспортного хозяйства и связи				
6	Наружные сети и сооружения				

Продолжение таблицы 2.4

1	2	3	4	5	6
7	Благоустройство территории				
	Итого по 1-7				
8	Временные здания и сооружения				
	Итого по 1-8				
9	Прочие работы и затраты				
	Итого по 1-9				
10	Содержание дирекции и авторский надзор				
11	Подготовка эксплуатационных кадров				
12	Проектные и изыскательские работы				
	Итого по 1-12				
	Непредвиденные работы				
	Всего по сметному расчету				
	В том числе возвратных сумм				
	Итого по сметному расчету без возвратных сумм				

3. Расчет годовых эксплуатационных расходов и себестоимости передачи и распределения электроэнергии

Все затраты, связанные с эксплуатацией городских электрических сетей, можно рассматривать как совокупность следующих элементов: амортизационных отчислений; заработной платы (основной и дополнительной с отчислениями на социальное страхование); вспомогательных материалов; общественных расходов.

3.1. Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления определяются исходя из среднегодовой стоимости основных фондов проектируемой сети и действующих норм отчислений.

Величина годовых амортизационных отчислений по проектируемой сети в целом определяется как сумма этих отчислений по отдельным видам основных фондов производственного назначения (воздушные и кабельные линии, подстанции и т.д.). Расчет амортизационных отчислений произво-

дится по форме таблицы 3.4

Таблица 3. 4 – Определение значений амортизационных отчислений

	Стоимость основных фондов, т. гр.	Нормы амортизации, % (на реновацию)	Сумма амортизационных отчислений, т.
Строительная часть		5	
Оборудование		12-15	
Итого		—	

3.2. Расчет численности персонала и фонда зарплаты

Одной из основных составляющих себестоимости передачи и распределения электрической энергии является заработная плата.

Средства на выплату основной и дополнительной зарплаты рабочим, служащим, инженерно-техническим работникам (ИТР) и внесписочному составу, утверждаемые каждому предприятию в соответствии с его производственной программой и штатным расписанием, составляют плановый фонд заработной платы.

Премии ИТР и служащим, выплачиваемые за счет поощрительных фондов, не включаются в фонд заработной платы.

Для определения фонда заработной платы необходимо рассчитать численность персонала по категориям. Для этого применяем укрупненные нормативы численности персонала энергопредприятий.

Для расчета численности персонала энергообъединения используем форму таблицы 3.5.

Таблица 3.5 – Расчет численности персонала по объектам

Наименование объектов	Нормы на единицу измерения	Количество единиц измерения	Расчетная численность персонала, чел
КЛ 10 кВ	7,5 на 100 км		
КЛ 0,4 кВ	5,7 на 100 км		
ПС 110/10 кВ а) силовой трансформатор	33 на 100 шт		
б) присоединение с масляным выключателем 10 кВ	7,6 на 100 шт		
ТП 10/0,4 кВ	5,3 на 100 шт		
Итого	—		
Оперативный персонал	2,6 на 1 ПС		
Итого			

Фонд заработной платы персонала определяются в соответствии с принятой производственной структурой и штатами предприятий, исходя из средней величины годовой заработной платы.

Основная заработная плата по отдельным категориям персонала $\Phi_{\text{осн.зп}}$ определяется произведением среднегодовой заработной платы на численность персонала соответствующей категории:

$$\Phi_{\text{осн.зп}} = Z_{\text{ср}} \cdot П,$$

где $Z_{\text{ср}}$ – средняя заработная плата одного работника, соответствующей категории персонала, т.грн/год.

$П$ – численность персонала данной категории, чел.

При определении фонда заработной платы рабочих необходимо учитывать, что в эту величину не включается премия, которая в настоящее время составляет до 40% должностного оклада.

Дополнительная заработная плата может составлять до 10 % от основной, а отчисления на заработную плату составляют: социальное страхование – 1 %; пенсионный фонд – 33,2 %; профвзнос – 1 %; фонд занятости – 0,5 %; подоходный налог – 15 % от суммы основной и дополнительной заработной платы.

Фонд заработной платы персонала энергообъединения и соответственно составляющая себестоимости определяют по формуле

$$И_{зп} = \Sigma \Phi_{осн.зп} \cdot (1 + \alpha_{доп}) \cdot (1 + \alpha_{пр}) \cdot (1 + \alpha_{сс}),$$

где $\alpha_{доп}$ – коэффициент, дополнительной заработной платы;

$\alpha_{пр}$ – коэффициент премии;

$\alpha_{сс}$ – коэффициент всех отчислений на зарплату.

3.3. Расчет затрат на вспомогательные материалы.

В состав затрат на вспомогательные материалы включаются затраты на смазочные, прокладочные и обтирочные материалы, трансформаторное масло, реактивы для химической очистки масла, малоценные и быстроизнашивающиеся предметы и т.п.

При укрупненных расчетах эти затраты определяют как

$$И_{всп.мат} = C_{пер} \cdot \alpha_{мат},$$

где $C_{пер}$ – первичная сметная стоимость объекта, тыс. грн.;

$\alpha_{мат}$ – коэффициент, вспомогательных затрат, равный 0,01.

$$И_{всп.мат} = C_{пер} \cdot \alpha_{мат}$$

3.4. Прочие расходы

В состав затрат по экономическому элементу “Прочие расходы”, рассчитываемых в экономической части дипломного проекта, включаются расходы на покупную воду, технологические нужды, стоимость услуг своих вспомогательных производств и со стороны, расходы на связь, транспорт всех видов, затраты на отопление и освещение помещений, административ-

но-управленческие расходы (включая заработную плату администрации сетевых предприятий и районного управления), расходы на командировки.

Прочие затраты могут быть определены

$$I_{\text{пр}} = \alpha_{\text{пр}} \cdot (I_{\text{а}} + I_{\text{зп}}),$$

где $\alpha_{\text{пр}}$ – коэффициент прочих затрат; $\alpha_{\text{пр}} = 0,13$.

4. Расчет себестоимости передачи электрической энергии

Величина суммарных годовых эксплуатационных затрат по передаче и распределению электрической энергии в электрических сетях определяется сметой, в которую включаются все ранее найденные годовые затраты по передаче и распределению электрической энергии.

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{сист}} - \mathcal{E}_{\text{пот}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{сист}}$ – количество электрической энергии, потребляемой системой электроснабжения города от шин 10 кВ ПС 110/10 кВ.

Определяем

$$\mathcal{E}_{\text{гс}} = P'_{\text{р.гс}} \cdot T_{\text{нб.гс}},$$

где $P'_{\text{р.гс}}$ – расчетная нагрузка реконструируемой сети;

$T_{\text{нб.гс}}$ – число часов использования максимальной нагрузки.

$$T_{\text{нб.гс}} = \frac{\sum K_{Mi} \cdot P_{\text{р.ТП}i} \cdot T_{\text{нб.ТП}i}}{\sum K_{Mi} \cdot P_{\text{р.ТП}i}},$$

$$\mathcal{E}_{\text{пот}} = (\mathcal{E}_{\text{пот } 0,38} + \mathcal{E}_{\text{пот } \text{тп}} + \mathcal{E}_{\text{пот } 10}) = \sum \Delta P_{0,38} \cdot \tau_{0,38} + \sum \Delta P_{\text{тп}} \cdot \tau_{\text{тп}} + \sum \Delta P_{10} \cdot \tau_{10} = \sum \Delta P \cdot$$

$\tau_{\text{гс}},$

где $\sum \Delta P = \sum \Delta P_{0,38} + \sum \Delta P_{\text{тп}} + \sum \Delta P_{10};$

$\tau \approx \tau_{0,38} \approx \tau_{\text{тп}} \approx \tau_{10}.$

Для определения времени максимальных потерь сети τ воспользуемся формулой:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб.гс}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760.$$

$$\mathcal{E}_{\text{отп.гс}} = P_{\text{отп.гс}} \cdot T_{\text{нб}} = (P'_{\text{р.гс}} - \Sigma \Delta P) \cdot T_{\text{нб.гс}};$$

Составление сметы затрат на эксплуатацию электрических сетей и расчет себестоимости передачи и распределения электрической энергии выполняем по форме таблица 4.1.

Таблица 4.1 – Смета затрат и расчет себестоимости передачи и распределения электрической энергии

Экономические элементы затрат	Сумма годовых затрат, тыс. грн.	Себестоимость передачи и распределения электрической энергии	
		коп/кВт·час	%
Амортизационные отчисления			
Основная и дополнительная зарплата $I_{\text{зп}}$			
Вспомогательные материалы $I_{\text{всп}}$			
Прочие расходы $I_{\text{пр}}$			
Итого			

5. Определение технико-экономических показателей сооружения и эксплуатации объектов системы электроснабжения

Наиболее характерные показатели, определяющие экономичность сооружения и эксплуатации объектов системы электроснабжения, приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Техничко-экономические показатели системы электроснабжения района города

№/ №	Наименование показателя	Значение показателя
1	2	3
1.	Протяженность линий, км,	
2.	Количество подстанций, шт.,	

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3
3.	Мощность трансформаторов , кВА	
4.	Максимум электрической нагрузки, МВт	
5.	Число часов использования максимальной нагрузки, ч/год	
6.	Годовой объем передачи и распределения электрической энергии, кВт·ч/год	
7.	Годовые потери электрической энергии	
8.	Коэффициент потерь, %	
9.	Удельные капитальные вложения в ТП	
10.	Удельные капитальные вложения в КЛ, тыс. грн./км	
11.	Численность персонала по обслуживанию сети, чел	
12.	Себестоимость передачи и распределения электрической энергии, коп/(кВт·ч)	

Оформить выводы по реконструкции микрорайона города.

Для работ по развитию электрической сети необходимо рассчитать технико-экономические показатели развития электрической сети.

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Технико-экономические показатели линий 110 кВ схемы развития электрической сети определяются с использованием следующих выражений и величин.

Капитальные вложения в линию сети

$$K_{\text{л}} = k_0 \cdot L, \quad (6.1)$$

где k_0 ($k_{0\Sigma}$) – стоимость сооружения 1 км линии 110кВ со сталеалюминевыми проводами (таблица А.10) [2].

Примечания:

1. Стоимость 1 км реконструируемой линии при полном демонтаже существующей линии определяется по формуле:

$$k_{0\Sigma} = (1 + k_{\text{дем}}) \cdot k_{0\text{с}} + k_0, \quad (6.2)$$

где $k_{0\text{с}}$, k_0 – стоимость сооружения 1 км линии при сечениях существующей $F_{\text{с}}$ и реконструируемой F линии (таблица А.10) [2];

$k_{\text{дем}} \approx 0,8$ для линий на ЖБ опорах.

2 . Стоимость 1 км реконструируемой линии при частичном демонтаже существующей линии определяется по формуле:

$$k_{0\Sigma} = (1 + k_{\text{дем}}') \cdot k_{0\text{с}} + k_{\text{монт}} \cdot k_0, \quad (6.3)$$

где $k_{\text{дем}}' \approx k_{\text{монт}} \approx 0,5$ для линий на ЖБ опорах.

3. Реконструкции подлежат линии, для которых $F > F_{\text{с}}$; в противном случае у линий сохраняется существующее сечение и $k_{0\Sigma} = k_0$.

Годовые издержки на техническое обслуживание и ремонт линий сети

$$I_{\text{ор.л}} = \alpha_{\text{ор.л}} \cdot \Sigma K_{\text{л}}, \quad (6.4)$$

где $\alpha_{\text{ор.л}}$ – ежегодные издержки на техническое обслуживание и ремонт линий сети; $\alpha_{\text{ор.л}} = 0,012$ [3].

Амортизационные отчисления на реновацию линий сети рассчитывают как

$$I_{\text{а.л}} = \alpha_{\text{а.л}} \cdot \Sigma K_{\text{л}}, \quad (6.5)$$

где $\alpha_{\text{а.л}}$ – норма амортизационных отчислений на реновацию линий сети; $\alpha_{\text{а.л}} = 0,02$ [3].

Нагрузочные потери мощности в линиях сети $\Delta P_{\text{л}}$ соответствуют условиям режима максимума нагрузки.

Нагрузочные потери энергии в линиях сети определяют по следующему выражению

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}}, \quad (6.6)$$

где $\tau_{\text{л}}$ – годовое время наибольших потерь в линиях сети; $\tau_{\text{л}} = f(T_{\text{нб.л}})$ определяется по кривой.

Стоимость нагрузочных потерь в линиях сети рассчитывают по формуле:

$$I_{\Delta W_{\text{л}}} = \Delta W_{\text{л}} \cdot \beta', \quad (6.7)$$

где β' – удельная стоимость нагрузочных потерь в линиях сети;

$$\beta' = 4,05 \cdot 10^{-2} \text{ д.е. / (МВт·ч)}.$$

Годовые издержки для линий сети рассчитываются как

$$I_{\text{л}} = I_{\text{ор.л}} + I_{\text{а.л}} + I_{\Delta W_{\text{л}}}. \quad (6.8)$$

Результаты определения технико-экономических показателей линий 110 кВ схемы развития электрической сети записывают в таблицу 6.1.

Технико-экономические показатели ПС 110 кВ схемы развития электрической сети определяются с использованием следующих выражений и величин.

Шифры ОРУ ВН, СН и ЗРУ НН ПС принимаются по таблице А.4. [2]. Количество отходящих линий на стороне СН и НН ПС $n_{л.с}$, $n_{л.н}$ определяют по таблице А.17[2].

Стоимость ОРУ ВН, СН и ЗРУ НН ПС $K_{ору.в}$, $K_{ору.с}$, $K_{зру.н}$ находят по таблице А.11 [2].

Примечание:

Стоимость ОРУ ВН при реконструкции (расширении) схемы “Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов” (шифр схемы 110–4) либо схемы “Два блока линия–трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий” (шифр схемы 110–2) на схему “Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин” (шифр схемы 110–6) определяют по формуле

$$K_{ору.в} = K_{ору.в с} + K_{рек}, \quad (6.9)$$

где $K_{ору.в с}$ – стоимость ОРУ ВН при шифре схемы 110–4 или 110–2;

$K_{рек}$ – стоимость реконструкции ОРУ ВН

$$K_{рек} = (n_{яч.в} - n_{яч.в с}) \cdot K_{яч}, \quad (6.10)$$

где $n_{яч.в}$ – количество ячеек ОРУ ВН при шифре схемы 110–6;

$n_{яч.в с}$ – количество ячеек ОРУ ВН при шифре схемы 110–4 или 110–2;

$K_{яч}$ – стоимость ячейки выключателя ВН (табл. А.11) [2].

Расчетная стоимость силовых трансформаторов ПС K_T берут из таблицы А.16 [2].

Примечание:

Стоимость замены трансформаторов ПС определяют по формуле:

$$K_T = K'_T - K_{\text{возвр}}; \quad (6.11)$$

при установке новых трансформаторов на новые фундаменты:

$$K'_T = k_T \cdot n_T, \quad (6.12)$$

где k_T – расчетная стоимость трансформатора реконструируемой ПС 110 кВ берут из таблицы А.16 [2];

при установке новых трансформаторов на существующие фундаменты:

$$K'_T = k_T \cdot n_T - K_{\text{стр}}, \quad (6.13)$$

где $K_{\text{стр}}$ – затраты на строительные работы; для двухобмоточных трансформаторов

$K_{\text{стр}} = 10$ д.е., трехобмоточных трансформаторов $K_{\text{стр}} = 15$ д.е. [3];

возвратная стоимость демонтируемых трансформаторов рассчитывают как

$$K_{\text{возвр}} = k_{\text{ТС}} \cdot n_T \cdot (1 - \alpha_a \cdot T), \quad (6.14)$$

где $k_{\text{ТС}}$ – расчетная стоимость трансформатора существующей ПС (таблица А.16);

α_a – норма амортизационных отчислений на реновацию электрооборудования ПС; для ПС 10–750 кВ $\alpha_a = 0,044$ [3];

T – продолжительность эксплуатации оборудования, принимаемая равной не менее 10 лет [1];

Постоянная часть затрат по ПС $K_{\text{пост}}$ ($K_{\text{пост}\Sigma}$) определяется по таблице А.12 [2].

Примечание.

Постоянная часть затрат при реконструкции (расширении) ПС определяют по формуле:

$$K_{\text{пост}\Sigma} = K_{\text{пост.с}} + (\alpha_{\text{рек.ору}} + \alpha_{\text{зам.т}}) \cdot K_{\text{пост}}, \quad (6.15)$$

где $K_{\text{пост.с}}$ – постоянная часть затрат существующей ПС;

$K_{\text{пост}}$ – постоянная часть затрат реконструируемой ПС;

$\alpha_{\text{рек.ору}}$, $\alpha_{\text{зам.т}}$ – проценты суммы постоянной части затрат $K_{\text{пост}}$. После реконструкции; $\alpha_{\text{рек.ору}} = 0,3$; $\alpha_{\text{зам.т}} = 0,2$ [3].

Капитальные вложения в ПС рассчитывают по формуле:

$$K_{\text{п}} = K_{\text{ору.в}} + K_{\text{ору.с}} + K_{\text{зру.н}} + K_{\text{пост.}} + K_{\text{т.}} \quad (6.16)$$

Годовые издержки на техническое обслуживание и ремонт ПС вычисляют по формуле:

$$I_{\text{ор.п}} = \alpha_{\text{ор.п}} \cdot \Sigma K_{\text{п}}, \quad (6.17)$$

где $\alpha_{\text{ор.п}}$ – ежегодные издержки на техническое обслуживание и ремонт ПС; $\alpha_{\text{ор.п}} = 0,024$.

Амортизационные отчисления на реновацию ПС рассчитывают как:

$$I_{\text{а.п}} = \alpha_{\text{а.п}} \cdot \Sigma K_{\text{п}}, \quad (6.18)$$

где $\alpha_{\text{а.п}}$ – норма амортизационных отчислений на реновацию ПС; для ПС 110 кВ $\alpha_{\text{а.п}} = 0,036$ [3].

Потери мощности холостого хода в трансформаторах ПС находят из таблиц А.13 и А.14 [2] по формуле:

$$\Delta P_{\text{т}} \gg 2 \Delta P_{\text{х.}} \quad (6.19)$$

Потери энергии холостого хода в трансформаторах ПС вычисляют по формуле:

$$\Sigma \Delta W_{T\gg} = \Sigma \Delta P_{T\gg} \cdot T_{\text{вкл}}, \quad (6.20)$$

где $T_{\text{вкл}}$ – время включения трансформаторов ПС; $T_{\text{вкл}} \leq 8760$ ч/год.

Стоимость потерь холостого хода в трансформаторах ПС рассчитывают как:

$$И_{\Delta W_{T\gg}} = \Sigma \Delta W_{T\gg} \cdot \beta_{\gg} \cdot 10^2, \quad (6.21)$$

где β_{\gg} – удельная стоимость потерь холостого хода в трансформаторах;

$$\beta_{\gg} = (0,75-0,8)\beta'.$$

Нагрузочные потери мощности в трансформаторах ПС находят для условий режима максимума нагрузки по следующим формулам:

для двухобмоточных трансформаторов

$$\Delta P_T' = \Delta P_T. \quad (6.22)$$

для трехобмоточных трансформаторов

$$\Delta P_T' = \Delta P_B + \Delta P_C + \Delta P_H. \quad (6.23)$$

Нагрузочные потери энергии в трансформаторах ПС определяют по следующему выражению:

$$\Delta W_T' = \Delta P_T' \cdot \tau_y, \quad (6.24)$$

где τ_y – годовое время наибольших потерь в узлах сети;

$\tau_y = f(T_{\text{нб.у}})$ определяют по кривой на рис. А.3 [2] либо по формуле

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб.у}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760.$$

Примечание. Число часов использования наибольшей нагрузки в узлах сети $T_{\text{нб.у}}$ принимается из исходных данных к курсовому проекту.

Стоимость нагрузочных потерь в трансформаторах ПС рассчитывают по формуле:

$$И_{\Delta W_T'} = \Sigma \Delta W_T' \cdot \beta', \quad (6.25)$$

где β' – удельная стоимость нагрузочных потерь в трансформаторах;

$$\beta' = 4,05 \cdot 10^{-2} \text{ д.е. / (МВт} \cdot \text{ч)}.$$

Общая стоимость потерь в трансформаторах ПС определяют по формуле:

$$I_{\Delta W_T} = I_{\Delta W_T'} + I_{\Delta W_T} \gg \approx I_{\Delta W_{П}}. \quad (6.26)$$

Годовые издержки для ПС сети рассчитывают как

$$I_{П} = I_{ор.л} + I_{а.п} + I_{\Delta W_{П}}. \quad (6.27)$$

Результаты определения технико-экономических показателей ПС 110 кВ схемы развития электрической сети заносятся в таблицу 6.2.

Сводные технико-экономические показатели оптимального варианта развития электрической сети определяются следующим образом.

Наибольшая активная мощность сети находится по формуле:

$$\Sigma P = \Sigma (P_{hi} + P_{ci}). \quad (6.28)$$

Годовой отпуск электроэнергии рассчитывается как:

$$\Sigma W = \Sigma [(P_{hi} + P_{ci}) \cdot T_{нб.у i}]. \quad (6.29)$$

Суммарные потери активной мощности в сети определяются по формулам:

$$\Sigma \Delta P = \Sigma \Delta P_{л} + \Sigma \Delta P_{Т} \gg + \Sigma \Delta P_{Т}'; \quad (6.30)$$

$$\Sigma \Delta P_{\%} = \Sigma \Delta P / \Sigma P \cdot 100. \quad (6.31)$$

Суммарные потери электроэнергии в сети определяются по формулам:

$$\Sigma \Delta W = \Sigma \Delta W_{л} + \Sigma \Delta W_{Т} \gg + \Sigma \Delta W_{Т}'; \quad (6.32)$$

$$\Sigma \Delta W_{\%} = \Sigma \Delta W / \Sigma W \cdot 100. \quad (6.33)$$

Удельные капиталовложения в линии на 1 МВт наибольшей активной нагрузки и на 1 км линии находятся из выражения:

$$K_{л} = \Sigma K_{л} / (\Sigma P \cdot \Sigma L). \quad (6.34)$$

Удельные капиталовложения в ПС и сеть на 1 МВт наибольшей активной мощности рассчитываются по формулам:

$$K_{П} = \Sigma K_{П} / \Sigma P; \quad (6.35)$$

$$k_c = K_c / \Sigma P. \quad (6.36)$$

Стоимость потерь в линиях $I_{\Delta W_{\text{Л}}}$ принимается из таблицы 6.1, на ПС $I_{\Delta W_{\text{П}}}$ – из таблицы 6.2 ($I_{\Delta W_{\text{П}}} \approx I_{\Delta W_{\text{Т}}}$).

Годовые издержки на техническое обслуживание и ремонт для линий $I_{\text{ор.л}}$ принимаются из таблицы 6.1, а для ПС $I_{\text{ор.п}}$ – из таблицы 6.2;

годовые издержки на техническое обслуживание и ремонт сети $I_{\text{ор.с}}$ рассчитываются по формуле: $I_{\text{ор.с}} = I_{\text{ор.л}} + I_{\text{ор.п}}$.

Амортизационные отчисления на реновацию линий $I_{\text{а.л}}$ принимается из табл. 6.1 а для ПС $I_{\text{а.п}}$ – из таблицы 6.2; амортизационные отчисления на реновацию сети $I_{\text{а.с}}$ вычисляются по формуле:

$$I_{\text{а.с}} = I_{\text{а.л}} + I_{\text{а.п}}. \quad (6.37)$$

Годовые издержки для линий $I_{\text{л}}$ принимается из таблицы 6.1 а для ПС $I_{\text{п}}$ – из таблицы 6.2; годовые издержки для сети $I_{\text{с}}$ вычисляются по формуле:

$$I_{\text{с}} = I_{\text{л}} + I_{\text{п}}. \quad (6.38)$$

Для схемы развития сети также определяются следующие показатели эффективности:

- доход

$$D = \Sigma W \cdot (c_{\text{вых}} - c_{\text{вх}}), \quad (6.39)$$

где $c_{\text{вых}}$ и $c_{\text{вх}}$ – значения среднего тарифа на выходе и входе электрической сети; для сети 110 кВ и ниже $c_{\text{вых}} = 5 \cdot 10^{-2}$ д.е. / (МВт·ч), $c_{\text{вх}} = 4,05 \cdot 10^{-2}$ д.е. (МВт·ч) [4];

- балансовая прибыль

$$P_{\text{б}} = D - I_{\text{с}}; \quad (6.40)$$

- текущая годовая чистая прибыль

$$P_{\text{т}} = P_{\text{б}} - N_{\text{п}}, \quad (6.41)$$

где $N_{\text{п}}$ – налог на прибыль;

$$H_{\Pi} = p \cdot \Pi_{\text{б}}, \quad (6.42)$$

где p – действующая ставка налога на прибыль; в настоящее время $p = 0,3$;

- интегральная дисконтированная чистая прибыль (интегральный эффект)

$$\Pi_{\text{д.с}} = (\Pi_t + И_{\text{а.с}}) / E - K_{\text{с}}; \quad (6.43)$$

- рентабельность инвестиций

$$R = (\Pi_t + И_{\text{а.с}}) / K_{\text{с}}; \quad (6.44)$$

- срок окупаемости

$$T_{\text{ок}} = 1 / R. \quad (6.45)$$

Результаты определения сводных технико-экономических показателей схемы развития электрической сети 110 кВ записываются в таблицу 6.4.

Таблица 6.1 – Определение технико-экономических показателей линий 110 кВ схемы развития электрической сети

Величина	Линии								
	A1	12	23	Б3	Б6	A5	54	43	A3
$L_{\text{л}}, \text{ км}$									
$n_{\text{цеп}}(F),$ шт(мм ²)									
$K_0 (K_0 \Sigma), \text{ д.е.}$									
$K_{\text{л}}, \text{ д.е.}$									
$\Sigma K_{\text{л}}, \text{ д.е.}$									
$\alpha_{\text{ор.л}}, \text{ о.е.}$									
$I_{\text{ор.л}}, \text{ д.е.}$									
$\alpha_{\text{а.л}}, \text{ о.е.}$									
$I_{\text{а.л}}, \text{ д.е.}$									

Продолжение таблицы 6.1

$\Delta P_{\text{л}}, \text{МВт}$									
$\Sigma \Delta P_{\text{л}}, \text{МВт}$									
$T_{\text{нб.л}}, \text{ч/год}$									
$\tau_{\text{л}}, \text{ч/год}$									
$\Delta W_{\text{л}}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$									
$\Sigma \Delta W_{\text{л}},$ $\text{МВт}\cdot\text{ч}$									
$\beta',$ $\text{д.е.}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$									
$I_{\Delta W_{\text{л}}}, \text{д.е.}$									
$I_{\text{л}}, \text{д.е.}$									

Таблица 6.2 - Определение технико-экономических показателей ПС 110 кВ
схемы развития электрической сети

Величина	ПС					
	1	2	3	4	5	6
Шифр ОРУ ВН						
$K_{\text{ору.в}}, \text{д.е.}$						
Шифр ОРУ СН						
$n_{\text{л.с}}, \text{шт}$						
$K_{\text{ору.с}}, \text{д.е.}$						
Шифр ЗРУ НН						
$n_{\text{л.н}}, \text{шт}$						

Продолжение таблицы 6.2

$K_{\text{зру.н}}, \text{ д.е.}$						
$n_{\text{т}} \times S_{\text{н.т}}, \text{ шт.} \times \text{МВА}$						
$K_{\text{т}}, \text{ д.е.}$						
$K_{\text{пост}} (K_{\text{пост}\Sigma}), \text{ д.е.}$						
$K_{\text{п}}, \text{ д.е.}$						
$\Sigma K_{\text{п}}, \text{ д.е.}$						
$\alpha_{\text{ор.п}}, \text{ о.е.}$						
$I_{\text{ор.п}}, \text{ д.е.}$						
$\alpha_{\text{а.п}}, \text{ о.е.}$						
$I_{\text{а.п}}, \text{ д.е.}$						
$\Delta P_{\text{т}}'', \text{ МВт}$						
$\Sigma \Delta P_{\text{т}}'', \text{ МВт}$						
$T_{\text{вкл}}, \text{ ч/год}$						
$\Sigma \Delta W_{\text{т}}'', \text{ МВт} \cdot \text{ч}$						
$\beta'', \text{ д.е.}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$						
$I_{\Delta W_{\text{т}}}'', \text{ д.е.}$						
$\Delta P_{\text{т}}', \text{ МВт}$						
$\Sigma \Delta P_{\text{т}}', \text{ МВт}$						
$T_{\text{у}}, \text{ ч/год}$						
1	2					
$\tau_{\text{у}}, \text{ ч/год}$						
$\Delta W_{\text{т}}', \text{ МВт} \cdot \text{ч}$						
$\Sigma \Delta W_{\text{т}}', \text{ МВт} \cdot \text{ч}$						
$\beta', \text{ д.е.}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$						
$I_{\Delta W_{\text{т}}}', \text{ д.е.}$						
$I_{\Delta W_{\text{т}}} (I_{\Delta W_{\text{п}}}), \text{ д.е.}$						
$I_{\text{п}}, \text{ д.е.}$						

Таблица 6.3 – Сводные технико-экономические показатели схемы развития электрической сети

Показатели (1)	Обозначение показателей (2)	Значение показателей (3)
1. Технические		
Номинальные напряжения сети	$U_{\text{ном.в}}, \text{кВ}$	
	$U_{\text{ном.с}}, \text{кВ}$	
	$U_{\text{ном.н}}, \text{кВ}$	
Наибольшая активная мощность сети	$\Sigma P, \text{МВт}$	
Годовой отпуск электроэнергии	$\Sigma W, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	
Суммарные потери активной мощности в сети	$\Sigma \Delta P, \text{МВт}$	
	$\Sigma \Delta P\%, \%$	
Суммарные потери электроэнергии в сети	$\Sigma \Delta W, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	
	$\Sigma \Delta W\%, \%$	
2. Объемные		
Количество понижающих ПС	$n_{\text{пс}}, \text{шт.}$	
Количество трансформаторов	$n_{\text{т}}, \text{шт.}$	
Суммарная установленная мощность трансформаторов	$\Sigma S_{\text{н.т}}, \text{МВА}$	
Количество ячеек выключателей на стороне ВН ПС	$n_{\text{яч.в}}, \text{шт.}$	
Суммарная протяженность трассы линии в одноцепном исполнении	$\Sigma L, \text{км}$	
3. Экономические		
Суммарные капиталовложения	$\Sigma K_{\text{л}}, \text{д.е.}$	
	$\Sigma K_{\text{п}}, \text{д.е.}$	
	$K_{\text{с}}, \text{д.е.}$	
Удельные капиталовложения	$K_{\text{л}}, \frac{\text{д.е.}}{\text{МВт} \cdot \text{км}}$	
	$K_{\text{п}}, \frac{\text{д.е.}}{\text{МВт}}$	
	$K_{\text{с}}, \frac{\text{д.е.}}{\text{МВт}}$	

Продолжение таблицы 6.3

Стоимость потерь электроэнергии	$\Sigma I_{\Delta W_{\text{л}}}$, д.е.	
	$\Sigma I_{\Delta W_{\text{п}}}$, д.е.	
	$I_{\Delta W_{\text{с}}}$, д.е.	

**СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ
СХЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

Таблица 6.4. Сводная таблица

Показатели (1)	Обозначение показателей (2)	Значение показателей (3)
1. Технические		
Номинальные напряжения сети	$U_{\text{ном.в}}$, кВ	
	$U_{\text{ном.с}}$, кВ	
	$U_{\text{ном.н}}$, кВ	
Наибольшая активная мощность сети	ΣP , МВт	
Годовой отпуск электроэнергии	ΣW , МВт·ч	
Суммарные потери активной мощности в сети	$\Sigma \Delta P$, МВт	
	$\Sigma \Delta P\%$, %	
Суммарные потери электроэнергии в сети	$\Sigma \Delta W$, МВт·ч	
	$\Sigma \Delta W\%$, %	
2. Объемные		
1	2	3
Количество понижающих ПС	$n_{\text{пс}}$, шт.	
Количество трансформаторов	$n_{\text{т}}$, шт.	
Суммарная установленная мощность трансформаторов	$\Sigma S_{\text{н.т}}$, МВА	

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3
Количество ячеек выключателей на стороне ВН ПС	<i>n</i> _{яч.в.} , шт.	
Суммарная протяженность трассы линии в одноцепном исполнении	ΣL , км	
3. Экономические		
Суммарные капиталовложения	$\Sigma K_{\text{л}}$, тис.грн.	
	$\Sigma K_{\text{п}}$, тис.грн.	
	$K_{\text{с}}$, тис.грн.	
Удельные капиталовложения	$K_{\text{л}}, \frac{\text{тис.грн.}}{\text{МВт} \cdot \text{км}}$	
	$K_{\text{п}}, \frac{\text{тис.грн.}}{\text{МВт} \cdot \text{км}}$	
	$K_{\text{с}}, \frac{\text{тис.грн.}}{\text{МВт} \cdot \text{км}}$	
Стоимость потерь электроэнергии	$\Sigma I_{\Delta W_{\text{л}}}$, тис.грн.	
	$\Sigma I_{\Delta W_{\text{п}}}$, тис.грн.	
	$I_{\Delta W_{\text{с}}}$, тис.грн.	
Ежегодные издержки на техническое обслуживание и ремонт	$I_{\text{ор.л}}$, тис.грн.	
	$I_{\text{ор.п}}$, тис.грн.	
	$I_{\text{ор.с}}$, тис.грн.	
Амортизационные отчисления на реновацию	$I_{\text{а.л}}$, тис.грн.	
	$I_{\text{а.п}}$, тис.грн.	
	$I_{\text{а.с}}$, тис.грн.	
Ежегодные издержки	$I_{\text{л}}$, тис.грн.	
	$I_{\text{п}}$, тис.грн.	
	$I_{\text{с}}$, тис.грн.	

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3
Доход	Д, тис.грн.	
Балансовая прибыль	П _б , тис.грн.	
Текущая годовая чистая прибыль	П _т , тис.грн.	
Интегральный эффект	П _{д.с} , тис.грн.	
Рентабельность инвестиций	R, о.е.	
Срок окупаемости	T _{ок} , лет	

Оформить выводы по результатам расчета с обоснованием целесообразности развития системы энергоснабжения.

Список источников информации

1. В.В.Ершевич, А.Н. Зейлигер., Справочник по проектированию электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.
2. Барбашов И.В., Проектирование развития и анализ установившихся режимов электрической сети 110 – 330кВ. Методические указания по курсовому проектированию и выполнению раздела бакалаврской работы по курсу» Электрические системы и сети». Харьков: НТУ «ХПИ», 2005.
3. Качев А.С. Методические указания по экономической части дипломных проектов « Развитие городской сети». – Харьков, 1998.
4. Долгов П.П., Савин И.М., Организация, планирование и управление энергетическим предприятием.: Учебник для энерг. спец. вузов. – Х.: Изд-во Основа при Харьк. ун-те, 1990. – 264с.
5. Пособие по проектированию городских и поселковых электрических сетей (к ВСН 97-83)/ Гипрокоммунэнерго, МНИИТЭП. – М.: Стройиздат, 1987.
6. Нормы технологического проектирования энергетических систем и электрических сетей 35кВ и выше. ГКД341. 004.001– 94. – К, 1994.
7. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи 0,38-750кВ. Провода линий электропередач 35 – 750 кВ. ГКД 341.004.002 - 94. – Киев, 1994.

Навчальне видання

Методичні вказівки по виконанню економічної частини дипломного проекту (роботи) з розвитку й реконструкції мереж і систем електропостачання району міста для студентів всіх форм навчання спеціальності 7.090602 – «Електричні системи та мережі»

Російською мовою

Укладачі: ПРОСКУРНЯ Олена Михайлівна

БАРБАШОВ Ігор Володимирович

Відповідальний за випуск А. Д. Матросов

Роботу до видання рекомендував М. І. Погорєлов

в авторській редакції

План 2007р., поз 117

Підп. до друку . Формат 60х84 1/16. Папір офісний.
Riso-друк. Гарнітура Таймс. Ум. друк. арк. 0,7. Обл.-вид. арк. 0,73
Наклад прим. Зам. № . Ціна договірна.

Видавничий центр НТУ «ХП»

Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 116 від 10.07.200р.
61002, Харків, вул.. Фрунзе,21

Друкарня НТУ «ХП». 61002, Харків, вул.. Фрунзе,21